1

SEDUTA DI GIOVEDÌ 14 MARZO 1985

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE DELLA V COMMISSIONE
CIRINO POMICINO

INDI

DEL PRESIDENTE DELLA XII COMMISSIONE
SEVERINO CITARISTI

PAGINA BIANCA

La seduta comincia alle 11,30.

PRESIDENTE. Desidero ringraziare il presidente dell'ENI, professor Reviglio, il presidente della SNAM, ingegner Enzo Barbaglia, l'amministratore delegato AGIP, dottor Giovanni Baldassarri, il direttore della programmazione dell'AGIP-Petroli, dottor Pierfrancesco Del Conte, il direttore delle relazioni esterne dell'ENI, dottor Alberto Neomartini, il direttore del settore sviluppo, programmazione e controllo dell'ENI, ingegner Giuseppe Calogero, per la loro presenza a questa indagine, anche perché l'acquisizione di elementi utili non va a discapito della rapidità con la quale le Commissioni bilancio e industria intendono procedere, prevedendo la conclusione dei lavori legati al piano energetico nazionale entro il 28 di marzo.

Se i colleghi sono d'accordo, riterrei opportuno dare la parola al presidente dell'ENI, professor Reviglio, e agli altri collaboratori che lo riterranno opportuno, affinché ci espongano le loro osservazioni in ordine al piano energetico nazionale.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Signor presidente, onorevoli membri della Commissione, a nostro giudizio, i temi del petrolio e del gas naturale non trovano, nel documento di aggiornamento del PEN, l'impostazione e lo spazio indispensabili per consentire all'ENI di raggiungere obiettivi di interesse generale.

Ancora una volta, infatti, esso risente di una enfasi sproporzionata alla problematica elettrica, un'enfasi che distorce l'attenzione rispetto ai problemi reali del settore energetico e alle sue diverse componenti: domanda di calore per il settore industriale e residenziale e carburanti per trasporti e fonti da trasformare in energia elettrica. Le stesse condizioni nelle quali l'ente dovrebbe operare, secondo l'aggiornamento del PEN, mettono in pericolo il sostanziale equilibrio economico del settore energetico del gruppo che copre il 42 per cento del fabbisogno nazionale.

Farò adesso alcune osservazioni per il comparto del petrolio, del gas naturale e del carbone; concluderò poi con alcuni riferimenti ai problemi dei prezzi, delle tariffe e della fiscalità.

Per quanto riguarda il petrolio, il documento di aggiornamento del PEN non contiene l'appendice relativa alla razionalizzazione del sistema di raffinazione. Per altro, a nostro giudizio, su questo tema vanno fatte le seguenti osservazioni: secondo le indicazioni del PEN e anche sulla base degli studi più aggiornati elaborati nell'ambito del gruppo, si può stimare che il fabbisogno petrolifero italiano nei prossimi anni si stabilizzerà intorno agli 85 milioni di tonnellate annue. Quindi, nonostante la quota dei consumi petroliferi vada a ridursi, il valore assoluto, la quantità di petrolio di cui il paese avrà bisogno nei prossimi anni si stabilirà intorno agli 85 milioni di tonnellate. Questa situazione, che si prevede durerà anche nel lungo termine, è da mettere in relazione alla politica di diversificazione che sarà attuata, nel settore elettrico, a favore di carbone e nucleare e, nel settore degli usi termici industriali e civili, a favore del gas naturale. Questo processo implicherà anche una diversa composizione del barile di domanda a favore dei prodotti medi e leggeri (gasolio e benzina).

In questo quadro, la prospettiva di un pieno utilizzo della capacità di raffinazione primaria esistente nel paese è praticamente irrealizzabile. Questa capacità,

che oggi è di circa 125-130 milioni di tonnellate annue, si ridurrà progressivamente a circa 100 milioni di tonnellate annue a seguito del completamento degli interventi in corso programmati o da programmare.

Considerato un coefficiente operativo di circa l'85 per cento, tale capacità garantirebbe il rifornimento del paese nell'ipotesi di soddisfacimento dell'intero fabbisogno petrolifero con prodotti ricavati dalla raffinazione nazionale e, quindi, con esclusione di prodotti di importazione.

Questa ipotesi è irrealizzabile perché occorre prendere atto che il mercato italiano dovrà scontare una presenza di prodotti di importazione quantificabile in 20-30 milioni di tonnellate di prodotti con una notevole aliquota di frazioni pesanti. Oggi, siamo a circa il 20 per cento del fabbisogno di prodotti petroliferi soddisfatto con prodotti di importazione; questa percentuale del 20 per cento dovrà crescere perché devono ancora cumularsi sul mercato italiano ed europeo le produzioni delle nuove raffinerie arabe già completate ed in fase di produzione.

È importante ricordare che l'Italia fa parte di un bacino geografico – l'Europa occidentale – particolarmente esposto alla concorrenza delle raffinerie del mondo arabo, la cui capacità di esportazione – oggi dell'ordine dei 100 milioni di tonnellate – permarrà elevata anche nel medio-lungo termine.

Considerato che questi prodotti potranno comunque disporre di notevoli margini di competitività verso analoghe produzioni in Italia, si può ipotizzare che i quantitativi di greggio che potranno essere raffinati in Italia, si può ipotizzare che i quantitativi di greggio che potranno essere raffinati in Italia in condizioni di equilibrio tecnico-economico saranno soggetti a drastiche riduzioni. *Grosso modo*, il fenomeno avviene in questo modo: i paesi produttori di greggio che negli anni d'oro hanno realizzato quelle enormi raffinerie che sono costate miliardi di dollari devono assolutamente metterle in funzione per poter vendere il prodotto. Questi prodotti vengono venduti a dei prezzi (tra l'altro, senza vincoli OPEC, perché non vi è l'*Official Price* per i prodotti) competitivi nel mercato europeo. Per essere collocati è ineluttabile che i prezzi di questi prodotti cedano. La situazione che oggi (ma non solo oggi, già da alcuni mesi) si realizza, secondo cui il raffinatore e distributore europeo che non ha greggio di propria produzione è penalizzato (cioè non ricava dal barile di greggio che importa, con i prezzi interni, tanto da remunerare i costi), è una situazione che – a mio giudizio – tenderà a permanere nel tempo, fino a quando questi prodotti, in maggiore quantità, troveranno spazio sul mercato. Ciò porterà la conseguenza, anche nel medio periodo, che molti operatori che non hanno greggio saranno costretti ad uscire dal mercato; si chiuderanno le loro raffinerie, che hanno una certa dimensione, per raggiungere poi un nuovo equilibrio.

Oggi vi è una situazione di eccesso di greggio e, insieme, di eccesso di prodotto rispetto alla domanda. La possibilità per i produttori medio-orientali di collocare sul mercato dei prodotti – realizzati con investimenti che oggi non farebbero più, in quanto molto costosi, e che sono stati effettuati negli anni d'oro – consente a questi di realizzare comunque la rendita mineraria. Pensiamo al caso dell'Arabia Saudita, dove si dice che il costo di estrazione è di un dollaro a barile; 26 dollari di rendita consentono facilmente all'operatore produttore saudita – che poi, in larga parte, è società pubblica – di vendere perdendo nel *down stream* un paio di dollari, perché comunque dietro ha la rendita mineraria. Naturalmente semplifico per rendere chiari i concetti.

Lo stesso non avviene per i produttori di prodotti finiti europei, che devono comprare il greggio perché, pur comprandolo alle migliori condizioni competitive (e noi, come gruppo, abbiamo realizzato un sistema di acquisto di greggio che ci pone ad un livello estremamente efficiente: il nostro costo medio oggi è inferiore al costo degli altri operatori in Italia) e lavorando questo greggio in Italia, non riescono a ricavare – dati i ricavi sul mercato italiano – tanto da remunerare il barile.

Nel 1984, infatti, abbiamo registrato una perdita, per ogni tonnellata di greggio lavorato, di circa 30 mila lire; è una perdita notevole, una perdita che, in qualche misura, riusciamo a compensare se abbiamo del greggio di nostra produzione.

Diventa assolutamente strategico, credo, per l'azienda nazionale, accrescere la produzione di greggio di propria produzione, perché in questo modo il margine che c'è a monte nell'*up stream* può consentire di fare fronte al margine negativo che c'è a valle. Naturalmente, il margine negativo che c'è nell'attuale situazione di mercato, ma che ha delle origini strutturali, permarrà fino a quando non si accomoderanno sul mercato europeo questi prodotti, che sono anche effetto della divisione internazionale del lavoro.

È chiaro che il paese che ha la materia prima vuole arricchire il suo valore aggiunto e, quindi, fa investimenti nelle prime lavorazioni. È la crisi che ha toccato la chimica di base, che ha toccato l'acciaio, la crisi che è venuta dal 1972 in poi, per effetto dello *shock* petrolifero.

Voglio anche far presente un fenomeno molto importante e su cui non si è prestata sufficiente attenzione nel nostro paese. Per questa situazione di debolezza dei prezzi dei prodotti sul mercato europeo, risulta che i prezzi di alcuni prodotti (benzina e gasolio, in particolare) non consentono di recuperare il costo di approvvigionamento del greggio. Questo vale in tutta Europa, oggi. In particolare, vale nei paesi che più risentono dell'effetto dollaro; nei paesi europei, in cui una parte del greggio si acquista in sterline o in valuta locale (come la Norvegia), l'effetto di cambio si registra in misura inferiore.

In sostanza è avvenuto, in poche parole, che, nonostante ci sia stato dal 1° gennaio 1983 ad oggi un effetto di rivalutazione del dollaro sulla lira di oltre il 50 per cento e, quindi, nonostante che si sia avuta nel periodo una riduzione del prezzo del greggio di circa il 12 per cento, il risultato netto è stato che l'aumento del costo del greggio per produrre la benzina è stato, in lire, di circa il 32 per cento. L'impatto dell'effetto dollaro, compensato, con segno opposto, dall'impatto della diminuzione del greggio espresso in dollari, ha prodotto un aumento di circa il 32 per cento in lire del costo della materia prima. Per contro il prezzo della benzina, dal 1° gennaio 1983 ad oggi, è aumentato del 2 per cento, il che significa che l'azienda di Stato – e questo vale, naturalmente, anche per gli altri operatori – ha registrato un onere, una perdita, un mancato recupero dell'effetto dollaro.

In questi giorni tutti avranno notato che il dollaro continua a crescere; quel tanto di ritocchi che vi sono stati per il prezzo della benzina sono stati valutati dall'uomo della strada come l'effetto dell'aumento del dollaro. L'effetto dell'aumento del dollaro avrebbe dovuto essere molto, molto più alto, solo che la situazione del mercato europeo non consente di recuperare interamente questo effetto, ma solo in piccola parte. Questo, oggi, dà luogo a dei problemi all'ENI, perché, mentre l'ENEL ha i prezzi indicizzati completamente, nel nostro caso i prezzi sono solo in minima parte indicizzati – se si può usare questa espressione – perché la benzina è in questa situazione, il gasolio è in una parziale indicizzazione (cioè ha recuperato una parte soltanto dell'effetto dollaro), l'olio combustibile l'ha recuperato di più. Però, nel complesso, il vantaggio che si è avuto per l'olio combustibile (che poi è effetto dello sciopero dei minatori di carbone inglesi, ma ora questo fenomeno rientrerà) è in minima parte rispetto alla perdita.

Noi abbiamo valutato in 2.100 miliardi, per il sistema Italia, questo mancato recupero per l'industria rispetto ai minori costi per il consumatore. Anche per il gas esiste questo problema, perché soltanto il gas per uso industriale – che è il 42 per cento complessivo – è sostanzialmente indicizzato. Se l'olio combustibile ed il gasolio si muovono, si muove anche il gas. Il gas per uso civile, per esempio, non è assolutamente legato all'effetto del cambio.

Questo problema, che è un problema in qualche modo strutturale, non com-

porta da parte nostra la richiesta, ovviamente, di modificare i prezzi in modo tale da tener conto della situazione europea, per questo eccesso di offerta di prodotto sul mercato. Dobbiamo stare sul mercato come gli altri, perdendo. Ciò rende essenziale sempre di più per il paese che l'ente di Stato sappia mantenere ed accrescere la quota del greggio proprio che oggi, *grosso modo*, è il 50 per cento del greggio che il gruppo consuma; solamente in questo modo, infatti, si riesce a compensare l'effetto negativo del *down stream*.

Rimane, però, l'esigenza di aggiustare il prezzo del gas metano, perché è legato al gasolio, all'olio combustibile e deve mantenere il suo rapporto rispetto all'olio combustibile ed al gasolio che, come dicevo, tengono conto dell'effetto di cambio.

Questo è un problema cruciale per il paese (lo riprenderò quando parleremo di prezzi e tariffe), perché la garanzia del rischio di approvvigionamento del petrolio è data dal possedere fonti di approvvigionamento di petrolio proprie in un gruppo di paesi il più possibile meno rischiosi. Per questo stiamo facendo la diversificazione verso gli Stati Uniti, il Mare del Nord e l'Inghilterra, cercando di avere fonti di approvvigionamento minerarie che non siano soltanto quelle dei paesi africani tradizionali.

Quindi, è importante mantenere queste fonti di approvvigionamento non soltanto per ragioni di sicurezza energetica, ma anche perché l'azienda ENI sia il più possibile integrata fra *up stream* e *down stream*, in modo da poter compensare i fenomeni, come quello che ho descritto, con la sua attività *up stream*, altrimenti le perdite diventerebbero assolutamente insostenibili.

È strategico che gli investimenti di esplorazione e di sviluppo vengano mantenuti nei loro livelli reali, anzi accresciuti, perché trovare petrolio costa sempre di più. Da uno studio risulta che negli ultimi dieci anni ogni anno si è dovuto, in termini di metri di perforazione, effettuare per ogni barile un 7 per cento di perforazioni in più per trovare petrolio. Non è come in Arabia Saudita dove basta fare un buco per trovare petrolio. Ormai il petrolio si va a cercarlo nei mari profondi, nei mari glaciali, per cui costa sempre di più trovarlo. Quindi, solo per mantenere le riserve (secondo me, sarebbe opportuno che fossero accresciute), nel medio e lungo periodo l'investimento deve aumentare.

Tornando al problema della raffinazione nel nostro paese, poiché è inevitabile che questi prodotti nei paesi produttori di greggio si accomodino (naturalmente bisogna cercare di farlo in modo che si accomodino con la minore tensione possibile sul mercato, ma credo che sarebbe antistorico opporsi a questi cambiamenti nella divisione internazionale del lavoro), ritengo ipotizzabile che il livello di greggio raffinato per i soli fabbisogni del paese possa attestarsi intorno ai 55-65 milioni di tonnellate all'anno, che dovrebbe corrispondere ad una capacità impiantistica di raffinazione di 70-80 milioni di tonnellate. Il calcolo lo abbiamo fatto grossolanamente in questo modo: se si suppone che il consumo sia di 85 milioni di tonnellate, che oggi per il 25 per cento è soddisfatto da prodotti importati, se si pensa che i prodotti potranno andare nel medio periodo tra il 25 e il 40 per cento (secondo me, più vicino al 30-35 che al 40 per cento), se si toglie da 85 milioni il 30-35 per cento e poi si aggiunge un 15-20 per cento, che è la capacità utilizzabile che bisogna mantenere (se si vuole produrre un milione di tonnellate non si deve avere una capacità di un milione, ma la capacità di un milione più almeno il 15-20 per cento), si arriva alla cifra di 70-80 milioni di tonnellate all'anno.

Questa mi sembra la capacità fisiologica. Ora, è una capacità da difendere per ragioni di sicurezza ? Anch'io mi sono posto questo problema, perché la sicurezza bisogna valutarla tenendo presenti alcuni fattori: per esempio, credo che, nei confronti dei paesi che hanno greggio e prodotti, importare greggio o prodotti sotto il profilo della sicurezza sia esatta-

mente uguale. Non è che siamo salvaguardati di più se importiamo il greggio rispetto ai prodotti perché, se non ci sono i prodotti, non c'é neanche il greggio per quei paesi. Siccome sappiamo che non tutti i paesi che hanno il greggio hanno anche i prodotti, è giusto che il paese si doti di una certa capacità di raffinazione. Penso che la capacità di raffinazione che bisogna mantenere dovrebbe essere dell'ordine di grandezza di 70-80 milioni di tonnellate che, fra l'altro, è in grado di garantire una produzione di benzina pari al fabbisogno del paese (circa 11 milioni di tonnellate all'anno). Cioè, con 70-80 milioni di tonnellate si può produrre tutta la quantità di benzina di cui il paese ha bisogno.

Appare quindi che un livello di 70-80 milioni di tonnellate all'anno di capacità di raffinazione sia il ragionevole traguardo al piano di razionalizzazione della raffinazione del paese, per cui, a mio giudizio, dovrebbero essere consentiti gli interventi di riduzione delle capacità di raffinazione fino a tale limite. Livelli più elevati rappresenterebbero un protezionismo inaccettabile, comunque non giustificato da esigenze di sicurezza.

Credo che bisognerebbe stare a vedere che cosa succede: se il processo di taglio delle raffinerie nei prossimi mesi, nei prossimi anni dovesse assumere dimensioni tali da andare sotto questo livello, allora bisognerebbe provvedere in qualche modo, tenendo presente che abbiamo un sistema di imprese private e pubbliche che agiscono con criteri di economicità, per cui, se si devono tenere delle attività non economiche, bisogna provvedere agli strumenti per farvi fronte.

PRESIDENTE. Qual è il dato dell'apporto pubblico e privato in ordine alla capacità di raffinazione del paese ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI.* Oggi abbiamo una capacità di raffinazione di circa 50 milioni di tonnellate.

BRUNO ORSINI, *Sottosegretario di Stato per l'industria, il commercio e l'artigianato.* Metà e metà.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI.* Un po' meno della metà.

Secondo la nostra valutazione, va inoltre sottolineata l'importanza di predisporre tempestivi ed adeguati provvedimenti (sollecito il Parlamento a varare alcuni provvedimenti già presentati, mettendo almeno nelle stesse condizioni l'importatore di greggio e l'importatore di prodotti, perché oggi quest'ultimo è agevolato rispetto al primo, e quindi vi è una penalizzazione nei confronti di chi raffina), quali in particolare: la facoltà di introdurre prodotti finiti in raffineria al fine di eliminare le attuali distorsioni tra i vari operatori, rendendo più flessibile l'utilizzo delle capacità di stoccaggio e movimentazione; equiparare ai paesi europei la normativa attinente al pagamento dell'imposta di fabbricazione che attualmente penalizza gli operatori nazionali (bisogna fare come in Germania, tenendo conto del fatto che la situazione di chi raffina è diversa da quella di chi importa; bisognerebbe avvantaggiare il primo rispetto al secondo, ma finora il ministro delle finanze è stato sordo alle richieste che pure ha detto di condividere nel merito); trasformare l'imposta di fabbricazione in imposta di consumo come già avviene in alcuni paesi CEE, allo scopo di semplificare tutte le fasi precedenti l'immissione sul mercato di prodotti petroliferi, rendendo superflui tutti i complessi controlli fiscali che oggi si accentrano sulle lavorazioni.

Prima di concludere questo esame molto rapido dei problemi del petrolio, vorrei fare una considerazione su quello che avverrà nella produzione di greggio nazionale. Nei prossimi anni il sistema Italia aumenterà tale produzione: nel 1985 è di 1 milione e 800 mila tonnellate che dovrà salire a 2 milioni nel 1986, a 3 milioni e 400 mila nel 1987, a 6 milioni e 400 mila nel 1988, a 6 milioni e 700 mila nel 1989 e raggiungere i 7-8 milioni di tonnellate nel 1990 rimanendovi per parecchi anni. È un greggio molto pesante (i tecnici dicono che si prende col cucchiaio) che, per essere valorizzato, esige investimenti in raffinerie. Questo è un

tema importante, perché (stiamo facendo degli studi; si tratta di investimenti molto consistenti) potremmo dare un grosso contributo, nella valorizzazione di questo greggio, ai fabbisogni strategici, per esempio di benzina; potremmo ottenere da questo greggio, con opportune lavorazioni molto spinte, anche 4-5 milioni di tonnellate di benzina. Naturalmente sono tecnologie complesse queste di lavorazione del greggio e sono investimenti dell'ordine di grandezza di migliaia di miliardi. Questo tema non è stato affrontato, ma concluderei questa parte relativa al petrolio definendo realistico il traguardo di 70-80 milioni di tonnellate annue di capacità di raffinazione, anche in base ai ragionamenti che prima ho esposto.

Si deve tenere presente l'esigenza strategica per l'azienda Italia di mantenere le proprie riserve di greggio sia a garanzia degli approvvigionamenti, sia per compensare le eventuali perdite che si dovessero realizzare. Il rischio che si correrebbe, se si facesse altrimenti, sarebbe quello di una fuga degli operatori integrati a favore di quelli non integrati che riuscirebbero a sopravvivere perché comprerebbero su un mercato favorevole a prezzi favorevoli. Il problema deve essere affrontato seriamente per tempo perché entro il 1995 si potrebbe verificare una nuova grande crisi energetica e non mi sembra che fino a questo momento sia stata disegnata una strategia adeguata. Secondo me, bisognerebbe favorire l'ingresso di operatori integrati che abbiano il greggio e favorire nel contempo l'azienda di Stato ad accrescere la propria quantità di greggio affinché diventi un'azienda di Stato integrata.

Non dimentichiamo, infatti, che quando Mattei creò l'AGIP pensava ad una azienda integrata. Allora dipendevamo del tutto dal greggio, mentre disporre di una propria quantità accresce l'autonomia e la sicurezza del paese. Ciò serve anche a compensare in qualche modo l'effetto dollaro, perché importare greggio ha effetti sull'*up stream* piuttosto che sul *down stream*.

Per quanto riguarda il gas naturale, esso costituisce di gran lunga oggi la principale risorsa non rinnovabile del nostro paese. Il suo sfruttamento deve essere strategicamente disegnato e governato dall'operatore pubblico in modo coordinato con la distribuzione su scala nazionale assieme al gas naturale di importazione, il cui approvvigionamento è assicurato da contratti a lunga scadenza.

I problemi che si pongono a tale riguardo sono i seguenti: il gas naturale è una fonte vantaggiosa rispetto al greggio, all'olio combustibile ed al gasolio in termini di costo per la bilancia dei pagamenti ed in termini di minor costo per l'utente che comporta il gas naturale. A tali costi vanno aggiunti quelli che paga la collettività in termini di inquinamento, di congestione nei trasporti, eccetera, che sono certamente inferiori rispetto agli altri combustibili.

Il gas metano, però, non è competitivo – e credo che non lo sarà mai – né nei confronti del carbone, né nei confronti dell'energia nucleare. Premetto che, pur essendo presidente dell'ENI ed avendo quindi una vocazione « parrocchiale » a difendere il mio settore, sono il più strenuo favorevole difensore delle politiche che dotino il paese di energia elettrica di origine nucleare e da carbone. Ritengo a tale riguardo che noi oggi paghiamo un alto costo sulla bilancia dei pagamenti energetica a causa delle miopi politiche che si sono succedute in questi anni nel nostro paese in questo settore.

Questa è un'affermazione di principio che sentivo il dovere di fare; non so se mi farò qualche amico tra i commissari qui presenti, ma per lealtà ed onestà la dovevo fare. All'onorevole Melega dirò ciò che penso e sul piano dei costi egli potrà valutarne altri che non spetta a me valutare.

Il metano potrà penetrare nel nostro mercato se il suo prezzo sarà conveniente rispetto al gasolio e all'olio combustibile. Non esiste dunque un tetto *a priori* alla penetrazione del metano, se non il tetto che è di fatto creato dal prezzo che noi paghiamo ai nostri fornitori esteri. Se

costoro vogliono penetrare sul mercato italiano, devono fornirci un gas metano più il *make-up* dei costi delle nostre società di distribuzione, il che consente di vendere questa fonte ad un prezzo più vantaggioso del gasolio e dell'olio combustibile.

Vorrei anche aggiungere che nel nostro paese è di moda scrivere che il metano è una fonte nobile, quasi che le altre fonti fossero non nobili. Non voglio dare patenti di nobiltà a nessuno, perché non mi spetta, ma la nobiltà di una fonte rispetto ad un'altra è data dal suo prezzo, cioè dal mercato. Se il gas metano costa di meno dell'olio combustibile e del gasolio, vuol dire che è meno nobile delle altre fonti alternative. L'uso del gas metano nelle centrali elettriche trova giustificazione non solo dal fatto che costa di meno dell'olio combustibile – anche perché l'ENEL altrimenti non lo avrebbe utilizzato – ma anche da un altro punto di vista: che un cuscinetto di gas pari a 5,5 milioni di tonnellate di petrolio equivalente per usi interrompibili è necessario al paese per ragioni strategiche. L'Italia ha tre fonti di approvvigionamento estero ed una nazionale; noi dobbiamo essere in grado di far fronte al venir meno di una delle fonti senza traumi per il paese, e ciò avviene attraverso la costituzione di scorte e gli usi interrompibili. Questi ultimi, purché meno costosi dell'olio combustibile, sono necessari – come dicevo – per ragioni strategiche e tutti i paesi li prevedono.

Purtroppo, nonostante io l'abbia chiesto specificamente, ciò non è stato introdotto nel progetto di riforma del PEN, anzi è stato addirittura definito erroneo l'uso di metano nelle centrali elettriche che ne dovranno diminuire il consumo nel corso del tempo.

Dal mio punto di vista, invece, il livello di 5 milioni di TEP (che è una parte molto piccola dell'approvvigionamento delle centrali elettriche) deve rimanere costante nel tempo per ragioni strategiche. Importando gas metano dall'Algeria e dall'Unione Sovietica in dimensioni più che doppie rispetto a questa quantità interrompibile e dall'Olanda in dimensioni più o meno equivalenti, abbiamo bisogno di far fronte a possibili emergenze dovute ad interruzione di una delle fonti ed il modo meno costoso è quello degli usi interrompibili, perché è sufficiente chiudere un rubinetto e le centrali possono usare olio combustibile invece che gas metano, mentre quest'ultimo potrebbe essere dato a tutti gli utenti che in quel caso sarebbero senza fonte energetica.

Auspico, pertanto, che si rimanga al livello di 5,5 miliardi di metri cubi, per cui il gas assume valori di riduzione rispetto alla quota, ma congruenti con il tetto che ho indicato: 9,8 nel 1990 e 8,5 nel 1995 (secondo la tabella allegata al documento che lascerò alla segreteria della Commissione).

Un'ulteriore osservazione vorrei fare sul problema del vettoriamento del gas. La funzione del trasporto e della distribuzione del gas è succedanea, è completamento necessario alla funzione imprenditoriale principale che è costituita dall'approvvigionamento del prodotto e dalla sua vendita. La funzione imprenditoriale comporta precisi oneri per sopperire, mediante impianti, alla costituzione di scorte e di stoccaggi sia in relazione alle esigenze di modulazione stagionale dei consumi sia ad eventuali emergenze nel settore dell'approvvigionamento. Non esiste un mero servizio di trasporto e distribuzione ma una vera e propria attività industriale integrata che si attiva con un sistema che per caratteristica intrinseca è complesso e poco flessibile sia sul piano commerciale sia su quello tecnico. L'attività genera un rischio imprenditoriale che viene sostenuto dalle aziende che operano nel settore.

In particolare, le aziende operano stipulando a monte contratti di approvvigionamento del gas a lungo termine, con clausole di minimo impegnativo, di carattere tale da consentire l'ammodernamento e la remunerazione degli ingenti capitali investiti e servendo, a valle, un mercato che, per esigenze intrinseche e produttive, non può essere vincolato da obblighi di

minimo prelievo. Questo comporta una attività di programmazione tecnico-economica di lungo periodo che può essere effettuata solo in presenza di adeguate previsioni di collocamento delle quantità e con la certezza di operare su un mercato ricettivo, nei limiti di un normale rischio previsionale.

L'introduzione di una normativa diversa – quale quella auspicata in un punto del documento – porrebbe l'azienda che opera nel settore integrato dell'approvvigionamento, del trasporto, della distribuzione e della vendita in gravi difficoltà generate dallo stravolgimento delle situazioni di fatto, dalla conseguente indeterminatezza del mercato finale e quindi dalla impossibilità di assumere impegni di approvvigionamento privi della necessaria copertura sul mercato a valle.

In altri termini, si verrebbe a creare una reale impossibilità di determinare con ragionevole certezza, anche sul breve termine, quantità e prezzi di acquisto e di vendita. In quanto il mercato finale di riferimento potrebbe subire sensibili modificazioni, con la sottrazione, anche temporanea, all'operatore principale di settori di vendita da parte di altri operatori che potrebbero sfruttare situazioni di maggior favore.

Tutto ciò premesso, a me sembra necessario stralciare la lettera E del capitolo 61 a pagina 35 o, in via subordinata, raccomandare alla SNAM che agevoli il vettoriamento ai produttori per le quantità di gas che intendono utilizzare nei loro stabilimenti. Altrimenti, ad esempio, potrebbe verificarsi il caso di un utilizzatore di gas che va a comperare il gas liquido in Libia, che chiede che venga messo nei tubi della SNAM o dell'ITALGAS e che venga utilizzato... Ma, allora, tutti gli investimenti fatti sul presupposto di un certo fabbisogno del paese, nel medio periodo, porrebbero la SNAM in gravi difficoltà.

Per quanto riguarda il carbone, a me pare che la redazione del documento sia insoddisfacente.

Sono già noti gli impegni che le società del gruppo ENI hanno assunto a seguito delle direttive contenute nel PEN 1981, e confermate dalla relativa risoluzione parlamentare che impegnava l'ENI in una funzione di « combustibilista » nazionale nel carbone.

Governo e Parlamento, coerentemente alle linee indicate con le leggi n. 752 del 1982 e n. 246 del 1984 e con le delibere CIPE 8 giugno 1983 e 22 dicembre 1984, hanno più volte ribadito la strategicità degli interventi minerari all'estero nel settore del carbone al fine di dotare il paese di fonti proprie di approvvigionamento, in analogia a quanto fu a suo tempo ritenuto necessario per il petrolio.

Questa impostazione, fin qui sempre confermate nelle sedi istituzionali, sembra essere messa in discussione dal documento di aggiornamento del PEN, laddove (pagina 40, capoverso 73) si pone in dubbio la necessità, per il paese, di avere proprie fonti di approvvigionamento di carbone all'estero.

L'ambiguità che si tenta ora d'inserire circa la scelta mineraria all'estero va quindi risolta in senso positivo. Ne discende che anche i rapporti fra l'operatore minerario nazionale (ENI) ed il maggior cliente di carbone (ENEL) vadano regolati in maniera coerente.

Come ho già avuto modo di dire altre volte, credo, in sostanza, che il paese debba decidere se la garanzia nel settore del carbone debba essere fornita anche dall'esistenza di una provenienza mineraria di carbone per una certa parte del suo fabbisogno, così come è per l'olio. Per questo, infatti, il 50 per cento del fabbisogno ENI è, *grosso modo*, il 20 per cento del fabbisogno del paese. Per il carbone dobbiamo fissare un obiettivo di questo tipo oppure riteniamo che, data l'esistenza di grandissime riserve nel settore, il possesso di una attività mineraria da parte dell'azienda Italia sia inutile dal punto di vista della garanzia ? Questa è una scelta che, a mio avviso, spetta al Parlamento o al Governo, una scelta dalla quale noi trarremmo poi le conseguenze operative. Non è una scelta che possiamo

assumere noi perché essa implica che quel carbone deve essere acquistato sulla base di contratti di medio periodo: non si può pretendere di acquistare carbone in attività mineraria sulla base di un mercato *spot* che, per altro, in questo momento è al minimo storico degli ultimi vent'anni. È chiaro, infatti, che a quel mercato *spot*, che è alimentato da accessi di miniere già esistenti, nessuno fa altri investimenti per ulteriori acquisizioni.

Quanto nel documento è scritto con riferimento ai prezzi è assolutamente insoddisfacente, a nostro giudizio, se non si aggiungono le parole « ... di lungo periodo »; infatti, immaginare che si possa investire per centinaia di miliardi nell'attività mineraria senza avere la possibilità che venga riconosciuto il prezzo di mercato è rischioso. Questo carbone di origine mineraria, dell'azienda di Stato, deve poter essere collocato sulla base di contratti di medio periodo, non diversi da quelli di mercato sul mercato nazionale. Non si può pensare di iniziare un'attività mineraria acquistando il carbone ai prezzi *spot*.

Per quanto riguarda il carbone sulcis, proponiamo che l'ENEL, comunque, confermi la propria disponibilità a bruciare 1 milione e 300 mila tonnellate nella propria centrale di Porto Vesne a condizioni economiche competitive con il più caro carbone CIF di importazione. Senza questo impegno, verrebbe meno uno dei fondamenti del disegno di legge approvato dal Governo.

Per quanto riguarda il capitolo sui prezzi e sulla fiscalità, qualche considerazione l'ho già fatta all'inizio relativamente a questo paragrafo; comunque, vorrei svolgerne altre, perché, a mio giudizio, andrebbe modificato.

A pagina 67, bisognerebbe inserire il testo seguente come paragrafo introduttivo:

« La Comunità europea ha costantemente dichiarato la necessità di una trasparenza politica dei prezzi energetici, tale da trasferire pienamente al mercato finale gli aumenti dei prezzi che intervengono all'origine ».

Questa politica è irrinunciabile anche per l'Italia perché ogni diversa linea che non consenta di trasferire al consumo gli aumenti di costo reale delle fonti di importazione finirebbe con: aggravare comunque gli oneri a carico della finanza pubblica, menomare un quadro di certezza degli operatori e quindi compromettere la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, attenuare la sensibilità del consumatore al costo autentico delle energie e quindi inficiare il doveroso processo di conservazione.

Il sistema di prezzi e tariffe all'uso finale non potrà pertanto alterare le condizioni di preordinato sviluppo dei consumi, collocandole in un quadro anomalo di prezzi interni incapaci di rispecchiare il costo pieno di sostituzione delle fonti energetiche. Il funzionamento del sistema di prezzi e tariffe deve quindi poter avvenire in modo che, nel quadro di una doverosa sorveglianza, i prezzi interni dell'energia di importazione possano riflettere con tempestività la dinamica dei costi internazionali, compreso l'effetto valutario, in un quadro di coerenza con gli altri paesi CEE nonché di salvaguardia di razionali processi di ristrutturazione. Il sistema dovrà essere armonico e globale per tutte le fonti, il blocco dei prezzi in una o più fonti o per alcuni importanti settori di assorbimento ha il potere di compromettere lo sviluppo organico comportando gli inconvenienti sopra delineati.

Da ultimo, vorrei fare alcune osservazioni sulla parte del documento che contiene indicazioni per la sicurezza, l'ambiente ed il territorio (capitolo 3, pagina 63). Noi riteniamo che quel capitolo dovrebbe essere sostituito con un testo del tipo di quello che adesso esporrò: « Il controllo dei rischi di incidenti rilevanti (incendi, esplosioni, nubi tossiche) richiede, già nella fase di progettazione di massima di un nuovo impianto e di una modifica industriale, il coordinamento degli enti attualmente preposti alle autorizzazioni ed alle concessioni previste dalle leggi. Tale coordinamento, che potrà far capo alla regione, dovrebbe esprimersi nell'esame collegiale di un documento

analogo a quello previsto nel decreto del ministro dell'interno 2 agosto 1984, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* del 6 settembre 1984, n. 246, predisposto e presentato dalle aziende. Il comitato di coordinamento dovrebbe emettere un atto con eventuali precisazioni, vincolanti per le aziende, nelle fasi di progettazione esecutiva e costruzione, e vincolante per gli enti facenti parte del comitato, ai fini dei successivi atti amministrativi di loro competenza (autorizzazioni o concessioni). La DISP-ENEA potrebbe costituire l'altro ente di consulenza del comitato che esamina il rapporto di sicurezza.

Con tale procedura gli enti coinvolti nel coordinamento potranno informare le loro singole decisioni, sugli atti amministrativi di loro competenza, ad un precedente parere collegiale elaborato in comune.

Per i rischi di incidenti nel settore nucleare nel quale il pericolo nucleare è assolutamente preminente sugli altri rischi, il controllo deve essere esercitato dalla DISP-ENEA (o da un nuovo ente) secondo le procedure già previste.

Con questo vorrei chiudere il mio intervento e sono disponibile, naturalmente, a dare chiarimenti a chi li volesse chiedere.

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE DELLA XII COMMISSIONE SEVERINO CITARISTI

PRESIDENTE. Grazie, presidente Reviglio, anche per il riferimento preciso alla stesura del piano energetico nazionale, in maniera tale da rendere più cogente il confronto e gli elementi di conoscenza per quanto riguarda i nostri lavori.

GEROLAMO PELLICANÒ. A me risulta che, secondo i piani AGIP, nel nord Adriatico dovrebbe restare aperta la raffineria IROM di Porto Marghera. Quindi, praticamente, il nord d'Italia verrebbe servito particolarmente dagli impianti esistenti nel nord Tirreno. Volevo avere una valutazione di questo dal punto di vista strategico da parte del presidente dell'ENI.

In questo quadro, vorrei anche dire che a Ravenna è stato costruito un oleodotto con un costo di circa 200 miliardi, con l'obiettivo soprattutto di rifornire la centrale ENEL di Porto Tolle e di fornire un'alternativa per quanto riguarda gli approvvigionamenti al nord Tirreno. Vorrei sapere qual è, in questo quadro, il ruolo della SAROM.

Volevo inoltre sapere, e concludo, se è vero che vi sarebbe un processo di spostamento del baricentro produttivo dal pubblico al privato, come se cioè l'AGIP-Petroli restasse *leader* nel campo della commercializzazione e non invece in quello della produzione e raffinazione del prodotto. In questo quadro, l'accordo tra il gruppo Garrone e l'AGIP-Petroli, per cui la maggioranza delle azioni della raffineria ISAB passerebbe appunto al gruppo Garrone, potrebbe essere un ulteriore elemento di rafforzamento del ruolo AGIP-Petroli per quanto riguarda la commercializzazione e non invece per quanto riguarda un proprio ruolo nel settore produttivo. Su questo vorrei avere qualche indicazione da parte del presidente Reviglio, che ringrazio fin d'ora per le risposte che vorrà darmi.

FRANCESCO ROCCELLA. Vorrei sapere qualcosa di più di quello che pensa l'ENI sulla DISP, cioè sulla tutela contro i rischi; ho capito poco, francamente, l'esposizione è stata troppo sbrigativa. La DISP è solo un organo di consulenza ? È il solo organo di competenza ? Si riduce tutto lì ? Tutti i poteri esecutivi sono affidati a questo comitato regionale ?

In secondo luogo, vorrei sapere quali sono i limiti all'uso del metano per centrali elettriche, vorrei sapere quali sono i limiti economici ed ecologici, cioè quali sono questi limiti misurati su un parametro economico e su un parametro ecologico.

SALVATORE CHERCHI. Vorrei fare delle domande di fondo, se cioè l'ENI ritenga congrua l'ipotesi di evoluzione della domanda globale di energia e l'ipotesi di

composizione della stessa domanda e dell'offerta contenute nel piano.

Vorrei, inoltre, conoscere le valutazioni dell'ENI circa l'andamento a medio e lungo termine del mercato delle materie prime energetiche: petrolio, olio, carbone, gas; qualche risposta è già venuta.

Vorrei sapere le linee strategiche dell'ENI in materia di approvvigionamento petrolifero ed in particolare, però, circa la dislocazione degli investimenti minerari.

Per quanto riguarda la raffinazione, condividiamo le osservazioni del presidente Reviglio sulle mancate scelte; l'ENI fa una opzione a favore dell'ipotesi benzina. Una serie di operatori privati fa sostanzialmente, mi pare, la stessa scelta. La domanda è questa: quali sono gli ostacoli veri al varo, all'adozione in Italia di un piano di ristrutturazione dell'industria della raffinazione ?

Per quanto riguarda i prezzi, il presidente, mi pare di aver capito, ha fatto sostanzialmente, ma non vorrei aver capito male, una scelta che va nella direzione della liberalizzazione dei prezzi. Non ritiene l'ENI che, dato il peso che il petrolio ha in Italia a differenza degli altri paesi, una misura di questo genere vrebbe effetti devastanti da diversi punti di vista ?

Sul carbone qual è la quota di approvvigionamento che, a giudizio dell'ENI, andrebbe coperta con produzione mineraria propria e, in relazione alla risposta, quali sono gli investimenti o le linee operative che l'ENI sarebbe in grado di attivare in questa direzione ?

L'ultima domanda riguarda il metano. Nelle cifre o nelle valutazioni quantitative di massima che il presidente ha fatto circa la convenienza anche economica dell'utilizzo del metano nelle centrali termoelettiche sono conteggiati i contributi che il tesoro concede per ogni metro cubo di gas metano importato ?

GIANLUIGI MELEGA. Innanzitutto vorrei ringraziare il presidente Reviglio per la franchezza e l'ampiezza della esposizione. Le mie domande, di cui alcune di chiarimento, non sono all'altezza della relazione che non ho potuto consultare in precedenza, e me ne scuso.

Comincio dall'ultima parte. Lei ha parlato di controllo sulla sicurezza degli impianti nucleari affidato alle regioni. Le chiedo se ho capito bene o è stato un mio errore. Mi pare infatti che i problemi della sicurezza non possano essere risolti a livello regionale. Questa è la mia impressione, ma vorrei avere una conferma.

Vorrei sapere se lei ritiene opportuno che la DISP venga o no al più presto separata dall'ENEA, dall'ENEL e da qualsiasi altro ente o agenzia industriale che gestisca imprese ad alto rischio, come possono essere le centrali nucleari, e che quindi operi nel campo della produzione energetica di origine nucleare. Gradirei avere una risposta precisa in questo senso.

Vorrei che lei precisasse qual è attualmente per l'ENI il prezzo medio di acquisto del barile di petrolio e qual è la differenza rispetto all'anno scorso, perché non ho capito (la colpa è mia, in quanto non ho potuto leggere la relazione prima) il calcolo fatto da lei circa l'aumento del prezzo per il consumatore.

Ancora una precisazione: quando parla del « proprio greggio », lei intende dire greggio estratto in territorio italiano o greggio disponibile per l'ENI anche in territorio straniero ?

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. Fuori.

GIANLUIGI MELEGA. Cioè, intende dire fonti già acquisite ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Italia-estero.

GIANLUIGI MELEGA. Queste sono soggette, come altre, a rischi politici o strategici. Se l'ENI ha un accordo con la Libia per l'acquisto di greggio da questo paese, considerare « proprio greggio » il futuro greggio libico è sicuramente sottoposto ad un rischio politico.

Lei ha parlato brevemente della questione del carbone. Vorrei sapere (ricalco la richiesta del collega Cherchi) se l'ENI

ha dei progetti di investimento nel settore carbonifero italiano e che cosa pensa (anche qui vorrei una risposta molto esplicita) del cosiddetto « progetto Jemma » per il quale, se non sbaglio, si è commissionato un progetto di fattibilità di trasformazione del carbone di produzione cinese per ampie forniture ad operatori nazionali. Secondo lei, ha senso che l'Italia finanzi la trasformazione di carbone di origine cinese ad un certo costo piuttosto che investire pari cifre in Italia, ammesso che si voglia fare questo investimento ?

Le chiedo (questa domanda alla nostra parte politica sta più a cuore) quali sono gli investimenti dell'ENI sulle fonti di energia alternativa, dal solare alle biomasse, all'energia del vento e delle maree. Questo soprattutto in polemica con la sua quasi provocatoria (lo dico con amicizia) dichiarazione di pieno appoggio al programma nucleare. Credo che non si possa fare una dichiarazione di questo genere senza aver detto che cosa si sta facendo per le altre possibili fonti di energia.

In conclusione, vorrei conoscere il suo pensiero su una questione che non è solo dell'ENI, ma in genere dell'economia nazionale e perfino internazionale, viste le incapacità vaticinatorie dei pianificatori: mi ricordo (lei e anche il dottor Barbaglia se lo rammenteranno) di che cosa si parlava nel 1979 (pochi anni fa), di quelli che sarebbero stati i bisogni di approvvigionamento di petrolio per l'Italia e a quale prezzo sarebbe dovuto arrivare il greggio, per cui quello che dico non è provocatorio. Come pensa (vorrei un quadro d'insieme) che le iniziative di tipo ecologico, ambientalista, quali la benzina senza piombo, la produzione di alcol per i veicoli a motore, anziché di benzina, eccetera, possano trovare spazio nel piano energetico nazionale ?

GIOVANNI CARLO BIANCHINI. Dalla relazione del presidente Reviglio mi sembra che la strategia proposta dall'ENI sia quella di perseguire il binomio sicurezza-basso costo, perché le finalità della politica energetica pongono entrambi questi obiettivi in una serie di alternative combinate, nel senso di incentivare gli investimenti all'estero di petrolio e di carbone. Questo in certo qual modo anche in contrasto con alcuni indirizzi dell'aggiornamento del PEN. Allora, per quanto riguarda gli investimenti all'estero in campo petrolifero, vorrei sapere il costo medio del petrolio di vostra produzione, che è del 50 per cento. Credo che non sia omogeneo il modo in cui emerge il prezzo del greggio prodotto all'estero, perché varie sono le modalità e anche i tipi di contratti con i governi dei paesi in cui avvengono queste produzioni. Ritengo che per le Commissioni sarebbe interessante conoscere le diverse situazioni che compongono complessivamente questo 50 per cento, perché mi risulta che sia a otto dollari.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Molto meno.

GIOVANNI CARLO BIANCHINI. O si era a 8 dollari dalla parte di competenza dell'ENI sulla produzione propria in compartecipazione con i governi locali. Sarebbe, pertanto, molto interessante per le Commissioni conoscere questo aspetto, anche per valutare la linea strategica proposta dall'ENI, ossia i maggiori investimenti all'estero richiesti per altro dalla necessità di trovare greggio a profondità maggiori, i cui costi dal punto di vista della redditività possono essere interessanti per il nostro paese.

Per quanto riguarda il carbone, esistono già alcuni progetti. Da parte vostra avete dichiarato un certo disaccordo per il progetto di riforma del PEN. A tale riguardo esistono da parte vostra impegni o prospettive di investimento ? Eventualmente qual è il confronto con il prezzo del carbone americano ? Questo ci interessa sempre al fine di valutare complessivamente il tema della sicurezza e del basso costo degli approvvigionamenti.

Un'ulteriore domanda la vorrei rivolgere sulla riduzione della capacità di raffinazione. I calcoli che avete prospettato lasciano intendere che bisognerebbe, nelle modalità con cui ridurre tale capacità, favorire aziende integrate rispetto a

quelle non integrate sempre nell'ambito di un discorso di valutazione della sicurezza.

Ora, in un clima in cui il mercato dei prodotti finiti, stante questa eccedenza di offerta, sembrerebbe favorire gli operatori non integrati con prezzi di mercato accettabili, con quali strumenti pensate di proporre questa riduzione ?

SEVERINO CITARISTI. Presidente Reviglio, lei ha accennato ad un disegno di legge riferito alle scorte petrolifere. Siamo tutti d'accordo che vi è una sperequazione evidente di oneri a carico dei raffinatori in confronto agli oneri che devono sopportare attualmente gli importatori di prodotti. La discussione di tale disegno di legge, che pure ho fatto inserire all'ordine del giorno della Commissione industria, non è potuta ancora iniziare per due motivi: prima di tutto perché, se dovessimo approvarlo nel testo originale, si verificherebbe una sperequazione opposta, cioé vi sarebbero oneri nettamente superiori a carico degli importatori in confronto a quelli dei raffinatori. In secondo luogo perché nella stessa relazione del Governo si avverte che si tratta di una soluzione provvisoria in attesa di una definitiva. Noi riteniamo, quindi, opportuno adottare una soluzione definitiva.

Vorrei conoscere il suo parere in merito alla possibilità che venga adottato anche in Italia il principio, già fatto proprio in molti paesi della CEE, secondo cui le scorte d'obbligo vanno mantenute in proporzione alla immissione e al consumo effettuato dal singolo operatore nell'anno precedente. Tale misura non è prevista dal disegno di legge presentato dal Governo. Vorrei sapere se lei consente sulla opportunità di costituire anche in Italia un'agenzia per la gestione delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi.

GIORGIO NEBBIA. A proposito della raffinazione, è difficile non concordare con il programma, per quanto doloroso possa essere ai fini dell'occupazione, di graduale riduzione della capacità di questa. In tale riduzione è previsto di tenere conto della eventuale chiusura di raffinerie che abbiano avuto o abbiano un impatto ambientale negativo ? È pianificata la scelta delle progressive chiusure in rapporto con la situazione ambientale delle raffinerie ?

Mi pare che il presidente dell'ENI abbia poi parlato dei problemi relativi alla produzione della benzina ed abbia detto che l'attuale richiesta si aggiri attorno agli 11 milioni di tonnellate annue. Nella ristrutturazione della capacità di raffinazione si è tenuto conto della possibilità di passare con rapidità e con studi precisi a programmi di produzione di benzina con un numero di ottani compatibili con le richieste europee, senza piombo e senza aromatici, come è richiesto e come credo sia necessario ai fini della riduzione dell'inquinamento ?

Lei ha parlato di benzina, ma in realtà il mercato dell'autotrazione è diviso tra benzina e gasolio; il consumo di quest'ultimo sta crescendo rapidamente ed il suo incontrollato aumento può avere, ed avrà certamente, effetti ambientali negativi maggiori di quelli della benzina con il piombo.

Inoltre, vorrei sapere se nei contratti di acquisto del metano sia stato previsto di pagare tale prodotto sulla quantità complessiva annua prevista nella distribuzione e che cosa succeda nel caso in cui venga ritirata una quantità di metano inferiore a quella prevista annualmente dal contratto.

Infine, l'ENI ha avuto un ruolo fondamentale fin dalla sua nascita nella diffusione della cultura e della ricerca sul petrolio. Non ritiene, presidente, che vi sia necessità nel nostro paese di affrontare lo stesso impegno a proposito del carbone, ad esempio attraverso lo sviluppo di tecnologie per la gassificazione fuori di miniera o per quella sotterranea ? Ciò cambierebbe del tutto la situazione e la convenienza dell'utilizzazione del carbone del Sulcis. Era stato deciso uno stanziamento, sollecitato dal collega Cherchi, per la creazione nel bacino del Sulcis di un laboratorio di ricerca sul carbone. L'ENEL ha promesso a Brindisi un cen-

tro di studi sull'utilizzazione delle ceneri. Penso che il ruolo del carbone previsto dal vecchio piano energetico e da questo aggiornamento possa essere efficacemente attuato soltanto se si fa un salto in avanti decisivo nella cultura, nella ricerca, nella comprensione dei caratteri del carbone e dei suoi effetti inquinanti, nonché della possibilità di recupero delle ceneri.

MARCELLO CRIVELLINI. Vorrei fare alcune domande sull'esigenza, prospettata dal presidente Reviglio, della riduzione della capacità di raffinazione. Vorrei sapere, innanzitutto, qualcosa di più preciso in merito ai criteri e alle modalità che l'ENI intende adottare a tal fine.

La seconda domanda è la seguente: considerando che malgrado le previsioni, anche recenti, non è stato necessario ricorrere alle candele, come era stato previsto nel 1979-1980, se non fossero state fatte le centrali nucleari, poiché ella ha affermato che i costi del carbone e del nucleare erano nettamente competitivi, rispetto alle altre fonti, desidererei conoscere qualcosa sulla composizione dei costi per quanto riguarda il nucleare. Desidererei altresì conoscere il pensiero del presidente sulla situazione a livello internazionale per quanto riguarda la costruzione di centrali nucleari.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Cercherò di dare risposta ad alcune domande, anche se non sono sicuro di poterlo fare in modo esauriente perché talune sono state piuttosto ricche e complesse. Dirò quindi ai miei collaboratori di fornire quelle risposte che non sono in grado di dare.

PRESIDENTE. Eventuali risposte possono essere date anche per iscritto.

PAOLO CIRINO POMICINO. Siccome sono state fatte alcune osservazioni al piano energetico nazionale che, comunque, hanno una ricaduta sulla finanza pubblica in ordine sia a quelli che sono gli eventuali fondi di dotazioni sia a quelli che sono i problemi della fiscalità connessi ad alcune questioni da voi sollevate, io ritengo che una attenzione più attenta ed uno studio più approfondito del vostro documento consentiranno alla Commissione bilancio di proporre alcuni quesiti specifici per quegli aspetti della finanza pubblica rispetto ai quali vorrete rispondere per iscritto.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. L'onorevole Pellicanò ci ha chiesto precisazioni sul piano della finanza pubblica. Io voglio ricordare che per quanto riguarda la situazione della SAROM, che rientra in questo piano di raffinazione, si sta svolgendo, nelle sedi sue proprie, la funzione ispettiva del Parlamento in quanto è stata presentata una interrogazione a cui il ministro delle partecipazioni statali dovrà rispondere. Non mi sembra opportuno e corretto che io, in questa sede, risponda su questioni che sono ormai di competenza del ministro. Voglio solo dire che noi stiamo provvedendo ad un piano di raffinazione, ma dobbiamo fronteggiare una situazione che non esito a definire drammatica per i fondi economici dell'ENI, cioé il mancato recupero dei costi a monte degli approvvigionamenti. Per forza, quindi, dobbiamo ridurre le lavorazioni, anche se lo facciamo con gradualità e in misura minore rispetto a quello che fanno gli altri operatori in Italia. Quest'anno abbiamo in programma di ridurre da 50 a 60 milioni di tonnellate la capacità di lavorazione del nostro gruppo. Naturalmente, andremo a ridurre nelle raffinerie più inefficienti dal punto di vista economico, senza tener conto degli aspetti ambientali: ogni raffineria ha una situazione ambientale diversa, poche sono su terra, la maggior parte in zone di mare; quelle su terra sono dotate degli *standards* richiesti dalla legge (non saprei entrare nel merito; forse, qualcosa di più può essere detto dal rappresentante dell'AGIP-Petroli).

Per quanto riguarda le domande poste dall'onorevole Roccella, prego l'ingegner Calogero di illustrare la nostra posizione per ciò che attiene i meccanismi di tutela dei rischi; il presidente della SNAM, inge-

gner Barbaglia, potrà invece dare le risposte alle osservazioni che sono state fatte sul termoelettrico.

GIUSEPPE CALOGERO, *Direttore del settore sviluppo, programmazione e controllo dell'ENI*. Credo di poter rispondere contemporaneamente anche alla domanda fatta dall'onorevole Melega, sempre sullo stesso tema della DISP e sulle nostre proposte relativamente all'organizzazione a livello regionale.

Devo dire che su questo argomento noi siamo relativamente coinvolti in quanto non siamo operatori nucleari. Quindi, il problemi della separazione della DISP dall'ENEA non trova in noi una posizione netta e precisa, poiché nel problema vediamo unicamente quelli che possono essere i suoi riflessi su quella che è la nostra attività come operatori industriali. Nella sostanza, vediamo possibili due tempi che giustifichiamo negativi, anche se ciò, evidentemente, dipenderà dal modo in cui l'operazione sarà organizzata. Innanzi tutto, il fatto che venga creato un ulteriore ente con responsabilità nel rilascio delle autorizzazioni potrebbe comportare, se non adeguatamente armonizzato a livello locale con le altre amministrazioni, un conflitto di competenza, e quindi una difficoltà operativa in sede di rilascio delle autorizzazioni; quindi, la richiesta che facciamo è che contemporaneamente all'operazione di configurazione della DISP come ente autonomo vengano anche definite con esattezza le rispettive responsabilità amministrative, di modo che si sappia chi deve fare che cosa per evitare conflitti di competenze.

Altra cosa che noi paventiamo è che venga intitolato di una « responsabilità dei grandi rischi », anche su attività che non sono nucleari, una struttura che nasca all'interno dell'ENEA e che quindi, per estrazione professionale e per cultura che si è venuta a creare, sia portata ad estrapolare, anche da altri settori, criteri di tutela che sono propri e giustificabilissimi nel caso delle problematiche nucleari, cioè là dove i rischi sono elevatissimi ma accompagnati da una relatività alquanto modesta.

Ci auguriamo che nel momento in cui questo avvenga vi sia anche un adeguato proporzionamento delle richieste di tutela, nel senso che siano adeguate magari ad una maggiore probabilità di evento ma anche ad una molto minore disastrosità dell'evento stesso.

Quanto poi alla formale separazione della DISP dall'ENEA e alla sua costituzione in ente autonomo, direi che sul problema non abbiamo una precisa posizione. Ciò che a noi interessa è che vengano salvaguardati i due aspetti che ho citato in precedenza. Non abbiamo nulla in contrario a che la DISP venga realizzata in ente autonomo o che continui a rimanere nell'ambito dell'ENEA, sotto una forma operativa autonoma così come è oggi organizzata.

ENZO BARBAGLIA, *Presidente della SNAM*. Per riprendere il motivo della vendita del metano alle centrali termoelettriche, forse, conviene un riferimento ai programmi di metanizzazione ed al mercato che si vuol soddisfare attraverso la metanizzazione in Italia.

Tra i mercati da attribuire al metano, vi è quello di uso civile che occupa circa il 50 per cento del mercato che si intende soddisfare; vi è poi il mercato chiuso, continuo, industriale che è circa il 30 per cento; rimane un 20 per cento di mercato che, forzatamente, per motivi tecnici e di distribuzione del gas – che viene distribuito in maniera diversa in inverno ed in estate, a fronte della richiesta del cliente – è interrompibile. Evidentemente, ciò che si può ricavare dal mercato è diverso, in termini di concorrenzialità, in relazione ai prodotti petroliferi che si vanno a sostituire. Per il mercato civile si è stabilito, convenientemente, che il prodotto petrolifero concorrenziale è il gasolio; in effetti non è vero, perché si sostituisce anche con GPL e con olio combustibile, però per uso continuo. Per la parte, invece, interrompibile, si sostituisce con l'olio combustibile, ma evidentemente nell'ambito di forniture di frangia con dei ricavi che sono decisamente più bassi.

Il mercato del gas per uso termoelettrico rientra in questa fascia. Qual è la preoccupazione che noi, in definitiva, tendiamo a dimostrare ? Noi non vogliamo privilegiare questo tipo di mercato; è un mercato che, dal punto di vista commerciale, ci interessa meno degli altri. È invece estremamente importante sotto alcuni aspetti: in primo luogo le importazioni avvengono a scalini, l'incremento delle importazioni avviene a scalini; si passa da un quantitativo ad un altro da un anno solare all'altro. Il mercato non tende ad assorbire così violentemente il quantitativo; quindi questo deve essere piazzato per un certo periodo nell'ambito di un ente che ha la possibilità di farlo con una certa facilità.

In secondo luogo, il fatto di poter avere un utente che acquisisce (poi parleremo del fatto economico) un certo quantitativo di gas per uso interrompibile può mettere in condizione la distribuzione del gas di avere una sicurezza, nel momento in cui qualche fatto politico, tecnico e così via richiedesse un'interruzione piuttosto rapida delle forniture.

Direi che questi sono i presupposti di base molto chiari che hanno condotto alla posizione della SNAM nei confronti dell'impegno per centrali termoelettriche. Si parla sempre di concorrenzialità, non si parla mai di sostituzione forzosa di una fonte energetica con un'altra, in termini antieconomici; si parla sempre di sostituire olio combustibile. Teniamo presente che i programmi dell'ENEL prevedono, per dieci anni ancora, l'acquisto di circa 20 milioni di tonnellate-anno di olio combustibile.

Quando il professor Reviglio ha citato quei cinque milioni, stava parlando del 20-25 per cento di quello che sarà l'acqusto che l'ENEL dovrà fare nell'ambito dei prodotti petroliferi. Questo per limitare il discorso.

Se mi consentite, come ultima battuta vorrei leggere quello che proponiamo, perché in effetti riassume quello che sto dicendo: « L'impiego termoelettrico deve essere inquadrato nell'ottica della sostituzione parziale di prodotti petroliferi a condizioni competitive con tali prodotti e non può quindi costituire alcun motivo di intralcio al perseguimento delle linee del piano per il settore elettrico, per il quale l'impiego del carbone e il nucleare costituiscono obiettivi prioritari ». Cioé, dichiariamo che noi non vogliamo compromettere piani nell'ambito del carbone o del nucleare che siano previsti dal PEN. « L'allocazione di una congrua quota di gas naturale per l'alimentazione interrompibile di centrali termoelettriche (e, più in generale, ad utilizzazioni termiche interrompibili) deve essere considerato come un fatto significativo per un ordinato e sicuro sviluppo del settore gas, consentendogli la necessaria flessibilità sia in termini di modulazione stagionale, sia per far fronte a situazioni eccezionali di interruzioni delle forniture senza pregiudicare la piena disponibilità per i settori prioritari. In questo settore possono essere considerati usi selettivi, per i quali può essere appropriato un impiego di tipo non interrompibile: il contributo alla copertura di punte di domanda di elettricità mediante turbogas (come sapete, l'ENEL ha ancora delle centrali turbogas che impiega nei momenti di punta, quando la richiesta di elettricità è particolarmente intensa); la integrazione o sostituzione temporanea di altri combustibili, nei casi e per quei periodi in cui condizioni ambientali ne richiedano l'impiego ».

GIAN LUCA CERRINA FERONI. Debbo dire che non sono del tutto convinto da quanto lei ha detto in ordine a due questioni.

La prima è la seguente: si dovrebbe concludere, rispetto alle precedenti osservazioni, che erano errate le previsioni del piano energetico del 1981 e che sono invece corrette quelle del 1985, cioé l'aggiornamento che qui viene presentato. Infatti, da questi documenti risulta che la quota di peso del gas naturale nella produzione di energia elettrica avrebbe dovuto essere, secondo le previsioni del PEN del 1981, di 2,5 milioni di tonnellate equivalenti petrolio, mentre, secondo

l'aggiornamento (si tratta ormai di dati storici, siamo nel 1985), sarebbe di 5,5 milioni; c'è quindi un salto notevole, pari a 3 milioni di tonnellate. O sono corrette, non solo come registrazione, ma anche come tendenza – tendenza che rimane sostanzialmente inalterata – le previsioni dell'aggioramento, ovvero erano corrette quelle del PEN 1981: le due cose, insieme, non stanno.

La seconda questione è questa: quell'esigenza di flessibilità, che lei ha ricordato a proposito delle forniture interrompibili, non potrebbe, non dovrebbe essere garantita dai giacimenti nazionali, cioè da una flessibile utilizzazione dei giacimenti nazionali ? Era questa, poi, l'impostazione prevista nel piano energetico nazionale del 1981. Siamo quindi, in questo aggiornamento, in una linea sostanzialmente diversa circa l'uso del metano e circa il rapporto tra importazioni ed utilizzazione del metano nazionale.

ENZO BARBAGLIA, *Presidente della SNAM*. Mi pare facile la risposta, perché quello che ha previsto il PEN in passato non si è realizzato; quindi, la situazione attuale dell'ENEL si ripropone in termini che non sono quelli che il PEN aveva previsto allora.

La situazione attuale, mi sembra di poter affermare con certezza, ripropone la tematica di quei 20 milioni circa di tonnellate di olio combustibile che l'ENEL dovrà comprare per la gestione delle centrali che rimangono ad olio combustibile. Non avranno, quindi, delle variazioni in tempi brevi. Ritengo, perciò, che 5 milioni di TEP, che il professor Reviglio prima citava, sia perfettamente coerente con la situazione attuale della produzione delle sorgenti energetiche utilizzate dall'ENEL per la produzione di energia elettrica.

PRESIDENTE. Il piano parla di 5,5 milioni di TEP.

FRANCESCO ROCCELLA. Perché non si è realizzato ?

ENZO BARBAGLIA, *Presidente della SNAM*. Non lo chieda a me, è un fatto che riguarda l'ENEL. Ritornando alla domanda, abbastanza importante, formulata dall'onorevole Cerrina Feroni, parlavo prima di sicurezza e di interrompibilità. Il sistema nazionale per la distribuzione del metano ha delle sicurezze che sono costate care, che si basano sull'utilizzo di serbatoi naturali di giacimenti già svuotati e che consentono di sopperire – e l'hanno dimostrato quest'anno – durante punte particolari di distribuzione che, durante l'inverno, possono diventare tre, quattro volte i livelli di punta estivi. Quello che mi permettevo di considerare come un ulteriore vantaggio è in aggiunta a questo, che certamente è il fatto fondamentale in termini di sicurezza. La sicurezza del sistema distributivo è basata sugli stoccaggi che sono stati opportunamente creati per sopperire ad una mancata importazione di gas dall'estero, in termini quantitativi diciamo una, per un periodo di sei mesi, per affrontare le punte invernali: il programma, proiettato nel 1990, arriverà a circa 38-39 miliardi, a delle punte che quel tipo di mercato richiederà.

Lei mi chiedeva se in effetti noi potremmo fare a meno di importare del gas. Il programma di metanizzazione prevede l'acquisto di un certo quantitativo di gas e la vendita sul mercato nell'ambito di una definizione di mercato che non può essere diversa per motivi tecnici. L'ottimizzazione di questo mercato ha fatto sì che si potesse evidenziare in 38 miliardi di metri cubi il quantitativo necessario per una distribuzione in Italia nel 1990. Che questo comprenda l'ENEL come interrompibile o non lo comprenda è un fatto secondario. Dovremmo vendere dell'interrompibile di un certo quantitativo che verrà importato in Italia a fronte di un *marketing* che prevede che il nostro paese possa assorbire questa quantità.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Non ho risposto alla domanda dell'onorevole Pellicanò sull'accordo Garrone-ISAB, perché questo accordo non è an-

cora stato definito, per quanto mi risulta. All'ENI non ne abbiamo ancora avuto comunicazione ufficiale, per cui non so rispondere.

L'onorevole Cherchi ha fatto molte domande. Cercherò di rispondere in modo sintetico. I livelli di consumo e di composizione previsti nel piano sono congrui se il tasso di sviluppo del reddito sarà quello previsto, e cioè il 2,5 per cento, e se i coefficienti di sostituzione energetica o la composizione di energia per unità di prodotto nazionale saranno quelli previsti.

SALVATORE CHERCHI. È matematico.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Mi sembrano plausibili le ipotesi che stanno alla base di quella valutazione. Naturalmente più lontano si va nelle previsioni, più difficile è azzeccarle. Quindi, mentre le previsioni a quattro, cinque anni hanno un grado di plausibilità abbastanza elevato, quelle a dieci anni possono avere un grado di plausibilità meno elevato, ma questo è naturale in ognuna di queste previsioni.

Condivido la constatazione che, anche se la quota del petrolio va a ridursi (è auspicabile che si riduca in quelle dimensioni, perché vuol dire che si è riusciti a fare tutti gli investimenti previsti nelle centrali a carbone e in quelle nucleari), la quantità assoluta di petrolio di cui abbiamo bisogno rimane *grosso modo* costante.

Qual è la mia opinione sui prezzi futuri delle fonti energetiche ? Vorrei essere una sibilla per rispondere. La mia opinione (la dico per quello che vale) è che bisogna distinguere il breve e medio periodo dal medio e lungo periodo. Certamente nel medio e lungo periodo (ho indicato questo intorno alla metà del prossimo decennio, ma potrebbe essere un po' prima o un po' dopo) il mercato diventerà di nuovo del venditore, perché l'andamento dei consumi rispetto all'andamento dell'offerta prevista indica che in quella data si avrà di nuovo un incontro quasi di equilibrio fra domanda e offerta. Quindi, si realizzerà un momento in cui vi saranno di nuovo tensioni sui prezzi reali. Se poi andiamo nel lungo periodo, le previsioni di grande aumento del valore reale del greggio, secondo me, sono ragionevoli. Ritengo che gli investimenti a lungo periodo nel greggio siano positivi, perché nel lungo periodo certamente il valore reale del greggio crescerà. Se invece facciamo previsioni di breve e medio periodo, è molto più difficile, perché dipende da una serie di fattori molto importanti: la ripresa americana durerà oltre la metà dell'anno ? Quale sarà la ripresa europea ? L'Europa è di fronte ad un drammatico schiacciamento, di cui i giornali hanno parlato poco, perché, oltre alla tassa dello sceicco, paga la tassa del dollaro, io la chiamo la « tassa dello zio Sam ». Questo schiacciamento, per darvi l'ordine di grandezza, significa che un barile di greggio in lire noi oggi lo paghiamo quasi quaranta dollari per l'effetto del dollaro. Mentre gli Stati Uniti pagano il greggio 26-27 dollari, noi italiani paghiamo il greggio quaranta dollari in termini di lire. Quindi, questa « tassa dello zio Sam » è recessiva, cioè lo schiacciamento di un alto prezzo del greggio sull'economia e di una elevata valutazione del dollaro, se perdura nel tempo, a mio giudizio, è micidiale per l'economia italiana ed europea, perché produce stagflazione (stagnazione e inflazione assieme). Mi auguro che uno dei due, o il dollaro o il greggio, vada giù. Naturalmente le previsioni che si fanno a due o tre mesi sono di indebolimento del mercato del greggio. L'altro giorno leggevo che quest'anno si prevede che la produzione dei paesi non appartenenti all'OPEC raggiungerà 800 mila barili al giorno, quindi 40 milioni di tonnellate in più dell'anno scorso, in cui si è prodotto 1 milione di barili al giorno in più. Cioè, anche se i paesi dell'OPEC restringono le quantità, finiscono coll'accomodare quantità degli altri, per cui queste quantità premono sul mercato, tant'è che negli Stati Uniti vi sono alcuni che prevedono che si possa andare verso i venti dollari al barile. Non so se questo potrà avvenire

o no, ma immaginare un indebolimento del prezzo del greggio, diciamo così, in primavera mi sembra abbastanza a rischio. Il dottor Baldassarri, che compra il greggio per l'ENI, potrà commentare quello che ho detto.

Dicevo che per l'economia italiana ed europea è estremamente importante cercare di evitare questo doppio schiacciamento, che diventa poi un vincolo allo sviluppo, perché, se paghiamo il greggio quaranta dollari in termini di lire, abbiamo un effetto sulla bilancia dei pagamenti, sul disavanzo di parte corrente, e quindi un vincolo allo sviluppo (sappiamo, infatti, che il maggior vincolo allo sviluppo economico del paese è determinato dello squilibrio esterno: ce lo ricorda il governatore della Banca d'Italia ogni giorno), e in più un effetto interno tipo « tassa dello sceicco ». Difatti, pagando così tanto le fonti energetiche (ricordo che l'anno scorso il 6 per cento del reddito nazionale è andato a queste fonti energetiche), c'è come una tassa a favore dello sceicco e del dollaro che il cittadino italiano paga, perché, che la paghi il consumatore di benzina oppure la paghino solo in parte il consumatore di benzina e in parte l'azienda di Stato, dal punto di vista generale è esattamente la stessa cosa.

Questa tassa ha insieme un effetto recessivo ed inflazionistico perché fa calare i prezzi. Se continua ancora l'attuale situazione di alto prezzo del dollaro e del greggio, ho serie preoccupazioni per quanto riguarda l'andamento della situazione economica e dell'inflazione nel nostro paese e nell'Europa in generale, soprattutto nella seconda metà dell'anno.

Le linee strategiche dell'ENI per l'approvvigionamento petrolifero sono le seguenti: approvvigionarsi al costo più basso possibile dal più ampio numero di paesi possibile. Abbiamo accresciuto la nostra efficienza negli acquisti, nel senso che è enormemente prevalente ormai la quantità di greggio che comperiamo sul mercato rispetto ai contratti a lungo termine, che rappresentano una parte minore.

Per rispondere in modo più preciso all'onorevole Melega, nel 1984 abbiamo pagato il greggio 364 mila lire al costo CIF, mentre le multinazionali in Italia lo hanno pagato 375 mila lire e gli indipendenti 365 mila. Quest'anno, dunque, abbiamo comperato a prezzi più favorevoli degli indipendenti, il che vuol dire che abbiamo raggiunto una notevole efficienza.

Per quanto concerne la perdita dell'approvvigionamento, essa non dipende dal fatto che comperiamo male il greggio, ma dal fatto che non riusciamo a recuperare sul mercato italiano, per una ragione di carattere strutturale, quello che ci costa il greggio.

Si tratta sempre di medie relative all'importazione. In particolare, 329 mila lire rispetto a 338 mila lire delle multinazionali e a 319 mila degli indipendenti. Praticamente la nostra posizione è stata intermedia nel 1983. Nel 1984, invece, siamo stati migliori degli indipendenti. È questo un sistema di approvvigionamento estremamente efficiente che fa un attento esame degli acquisti.

MARCELLO CRIVELLINI. Ma il prezzo del dollaro come si combina con queste cifre ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Non si può fare un confronto, perché agisce su tutto.

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. L'influenza del dollaro sul costo degli approvvigionamenti non crea molte differenze tra indipendenti ed AGIP. I dati medi dell'anno 1984 oscillano attorno alle 364 mila lire, mentre quelli relativi al 1983 si aggirano sulle 328-329 mila lire, quindi con un incremento pari a circa il 10,5 per cento. Nel gennaio 1983 il costo in dollari del greggio importato dall'AGIP è stato non molto differente rispetto agli altri acquirenti (234 dollari la tonnellata per 1.374 lire a dollaro, per cui a gennaio il prezzo era di 322 mila lire). Nel dicembre 1984, a parte una leggera differenza di qualità

che vi prego di non considerare, il costo è di 205,1 dollari per tonnellata. Ciò significa che la materia prima alla fonte ha un costo inferiore del 12,5 per cento. Il costo in lire di questi 205 dollari è di 392 mila lire circa, cioè con un aumento pari al 22 per cento circa. Pertanto, la diminuzione del 12,5 per cento ha avuto l'effetto reale di aumentare i costi del 22 per cento.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI.* Da parte di qualcuno mi è stato domandato quali siano gli ostacoli reali al varo del piano della raffinazione. È difficile dare una risposta perché è ancora più difficile predisporre un piano della raffinazione. Infatti le società sono aliene ad indicare *a priori* quali raffinerie possono essere chiuse.

Per quanto riguarda il numero delle raffinerie che dovranno chiudere, ciò dipenderà dalla situazione del mercato e dall'attività delle altre raffinerie. Sappiamo che in Europa si devono chiudere alcuni milioni di capacità di tonnellate di raffinazione ed è evidente che ogni società spera che siano le altre a chiudere. Ciò spiega la difficoltà a predisporre un piano per la raffinazione. Si possono soltanto indicare gli strumenti attraverso cui il paese intende mantenere un livello di raffinazione che ritiene strategicamente necessario.

Se fossi ministro dell'industria, non farei nulla fino a che non si raggiunga il livello minimo di raffinazione, che viene deciso dal mercato; una volta raggiunto tale livello, vanno messi in atto alcuni strumenti per salvaguardarlo. Gli strumenti possono essere le concessioni, il rinnovo di queste ed anche incentivazioni. Infatti, se tenere una raffineria aperta comporta un onere, di esso in qualche modo deve sobbarcarsi la collettività e non il privato perché non si tratta di un obiettivo rilevante della funzione dell'operatore privato, ma si tratta di un obiettivo strategico. Può essere un obiettivo rilevante nella funzione e nel comportamento dell'operatore pubblico, ma in questo caso diventa una sorta di onere improprio.

Per quanto riguarda la liberalizzazione dei prezzi, cioè il passaggio della benzina al prezzo sorvegliato, desidererei che fosse il rappresentante dell'AGIP-Petroli a descrivere la posizione che l'ENI ha assunto in merito a questo problema.

PIERFRANCESCO DEL CONTE, *Direttore del servizio programmazione centralizzata e analisi di controllo dell'AGIP-Petroli.* La proposta formulata è quella di estendere il regime di sorveglianza anche per la benzina, così come è stata formulata per il GPL. Ciò è in linea con le motivazioni che, ultimamente, sono state messe in luce dalla Commissione per lo studio dei mercati petroliferi europei.

Il sistema di sorveglianza, però, deve abbandonare l'attuale meccanismo rigidamente correlato alle medie dei cinque paesi europei. Quindi, va bene il riferimento alla sorveglianza del prezzo del GPL, ma con una variazione, e cioè che i listini depositati abbiano una decorrenza immediata, onde evitare le turbative di mercato che potrebbero nascere in previsione di listini depositati con effetti posticipati. Dunque, il riferimento alla sorveglianza deve tener conto della dinamica dei prezzi internazionali dei prodotti, dei prezzi interni disponibili nei paesi della CEE nonché dei costi aziendali per l'approvvigionamento, la raffinazione e la distribuzione. Tenendo conto di tutti questi elementi, la proposta è stata quella di orientarsi verso la sorveglianza, abbandonando il sistema del regime dei prezzi amministrati, in linea con quanto già sta succedendo per il GPL.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI.* Per quanto riguarda la domanda sul carbone, non so indicare quale quota di approvvigionamento dovremmo considerare, ma avendo raggiunto, seppure a fatica, una quota di approvvigionamento del 20 per cento per il greggio (quota che dovrà crescere perché più se ne ha e meglio è), credo che per il carbone sarebbe opportuno stabilire una quota intermedia, intorno al 15 per cento, come obiettivo strategico di medio periodo (e questa, naturalmente, vale come indicazione e non

come norma). Che la quota indicata venga raggiunta dipende dai contratti. Gli investimenti devono essere fatti in modo da riportare indietro i soldi con il ricavo reale che noi usiamo mettere sui nostri investimenti e che non deve essere inferiore al 5 per cento reale. Quindi, dobbiamo fare gli investimenti nel settore carbonifero all'estero in modo da remunerare il capitale. Negli ultimi due anni, abbiamo fermato la nostra attività di investimento nel settore del carbone all'estero. Le miniere che abbiamo negli Stati Uniti producono una perdita...

PRESIDENTE. È stato un errore quell'acquisto...

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. È un discorso un po' complesso... Quando quelle miniere sono state acquistate, il loro valore è stato determinato da quelle che erano allora le condizioni del mercato del carbone. Alcune certificazioni di talune delle principali banche d'investimento americano hanno ritenute congrue le valutazioni di quelle miniere ai prezzi del carbone di allora. Chi poteva immaginare i cambiamenti che sono intervenuti improvvisamente, in particolare la caduta drastica del prezzo del carbone ? In questo momento, quel carbone particolare, che è a bassissimo contenuto di zolfo, si vende male; magari, in futuro la situazione cambierà, ma per il momento quelle miniere sono in perdita.

SALVATORE CHERCHI. All'incirca, quale sarà la perdita per tonnellata ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Credo che le miniere perdano circa 20 miliardi l'anno. Si può fare il conto perché la produzione si aggira sui 5 milioni di tonnellate.

Abbiamo permessi minerari in Sud Africa che potremmo avviare perché il carbone sudafricano è più economico. Però, dovrebbero crearsi le condizioni per l'approvvigionamento dell'ente elettrico. Dunque, abbiamo permessi minerari che possono portare in Italia carbone più conveniente. Stiamo anche esplorando in Colombia e in Australia.

Il mercato del carbone è dominato da cinque o sei paesi. Il suo consumo aumenterà enormemente nei prossimi anni: basti pensare che dagli 8 milioni di tonnellate dell'ENEL si prevede di arrivare, a fine secolo, intorno ai 30 milioni di tonnellate. A mio avviso, se oggi può essere conveniente approvvigionare 8 milioni di tonnellate sul mercato *spot*, il giorno che se ne dovranno comprare 20 milioni, approvvigionandosi sul mercato dominato da cinque paesi che tendenzialmente mireranno ad una struttura oligopolistica di cartello, potranno verificarsi delle sorprese. Per questo, ho detto che, a mio giudizio, il paese dovrebbe dotarsi di una attività mineraria del carbone. Ma ho già detto altre volte che, se la risposta fosse negativa, noi, all'ENI, ne saremmo non molto insoddisfatti, perché abbiamo già abbastanza problemi in altri campi, e quindi vorremmo evitare di crearne altri. La nostra ottica non è quella di vedere crescere le nostre attività perché ne abbiamo già troppe. Comunque, ho chiesto e chiedo che il Governo ed il Parlamento attuino una scelta precisa, affinché fra dieci o vent'anni, se ci saranno inconvenienti attribuibili a quelle scelte, essi siano riconducibili agli organi di decisione politica e non a noi che, come vincolo, dobbiamo prenderne atto, anche se opportunamente.

Per quanto riguarda il metano, mi è stato chiesto se le analisi del costo dell'energia elettrica prodotta da metano rispetto a quella prodotta da gasolio e olio combustibile tengano conto del fatto che per il metano algerino c'è un sovrapprezzo. La mia risposta è che non ne tengono conto, perché noi riteniamo che il sovrapprezzo per il mercato algerino sia un trasferimento ad un paese in via di sviluppo e non un prezzo pagato da terzi. Noi abbiamo accettato quel contratto quando il Parlamento ha varato un provvedimento per coprire un onere improprio. Quindi, è competitivo rispetto al prezzo del gas sovietico, olandese e algerino al netto del sussidio. Quest'ultimo è

intorno al 12-13 per cento del prezzo, e se venisse considerato un elemento del prezzo è chiaro che il confronto non varrebbe più. Noi riteniamo che quel contributo nel conto del dare e avere dovrebbe essere incluso nell'aiuto ai paesi in via di sviluppo, perché non ha niente a che fare con il prezzo dell'energia che noi eravamo disposti a pagare; l'impresa deve pagare un costo economico, e quindi deve poter trattare un costo di mercato che consenta la penetrazione perché pagando un costo maggiore non venderebbe il prodotto.

SALVATORE CHERCHI. Sono costretto a chiedere un chiarimento: se l'azienda Italia lasciasse a casa sua un metro cubo di gas algerino, se cioè non lo importasse, a mio avviso ci guadagnerebbe.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Ma lei suppone che noi usiamo per uso interrompibile tutto il gas algerino; le ricordo che noi importiamo 22 miliardi di metri cubi e che il gas interrompibile è 5 miliardi di metri cubi. Lei non può imputare tutto al gas algerino, il cui uso è marginale, perché tale gas, anche con il sovrapprezzo, diventa competitivo in termini di pagamenti rispetto al gasolio e all'olio combustibile. Il gas metano, comunque, costa di meno per chilocaloria del gasolio e dell'olio combustibile.

Per quanto riguarda le domande poste dall'onorevole Melega, a quelle sulla sicurezza mi pare sia stato già risposto e non saprei cosa aggiungere. Per quanto concerne il prezzo medio di acquisto abbiamo risposto.

Quando parlo di nostro greggio, intendo greggio *equity*, cioé il greggio che è prodotto, in concessione mineraria, in Italia e all'estero dall'AGIP, quindi sulla base di accordi con i governi locali; è greggio di proprietà dell'AGIP, la quale se lo porta a casa e naturalmente, su questo greggio, ha un margine che dipende dagli accordi da paese a paese. Vi sono certi paesi in cui il margine è particolarmente elevato e certi paesi in cui il margine è più limitato. Sui margini non mi chiedete informazioni, perchè sono cose assolutamente riservate all'azienda, in quanto fanno parte del rapporto con il paese. Comunque, vi è un margine, ma quel greggio è di proprietà dell'AGIP.

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. A proposito di questi margini, bisogna intenderci, perché questi numeri che girano – mi sembra che l'onorevole Bianchini avesse accennato a otto dollari – non dicono niente se non si inquadrano prima in una conoscenza del rapporto contrattuale e poi sull'ammontare del coinvolgimento finanziario dell'operatore che ricava questo margine.

Faccio un esempio: non so se ha seguito sulla stampa che vi è una feroce polemica degli operatori petroliferi nell'*off-shore* norvegese, dove vi sono margini di tre, quattro, cinque dollari, giudicati dagli operatori, in contrasto con il governo norvegese, totalmente inadeguati ai tipi di investimenti ed ai rischi connessi alla operazione nell'*off-shore* norvegese. Un margine anche di 50 centesimi, in altre operazioni molto più tranquille, meno impegnative, da un punto di vista finanziario e di rischio, può essere più che adeguato. Quindi, il numero in assoluto non vuol dire proprio niente.

Questo numero, a volte, si riferisce ad un contratto di concessione in cui vi sono investimenti propozionati alla quota di partecipazione alla concessione e si ricava petrolio con questo margine in misura proporzionata. Ci sono degli accordi – ad esempio in Egitto – dove gli investimenti si fanno per il 100 per cento proprio per tipo di struttura accolta in tale accordo minerario, dove però si ritira l'8 per cento. Bisognerebbe giudicare, per un discorso vero, qual è la « profittabilità » – scusate la brutta parola – del risultato economico dell'impresa petrolifera in un paese, perché prendere questo dato ed estrarlo così non ha alcun significato.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. È chiaro ed è importante che, dal punto di vista della sicurezza, potremmo fare un ordinamento dei greggi di produzione,

dicendo che il più sicuro è ovviamente quello italiano e poi, successivamente, riferendoci agli altri paesi. Non chiedete a me una gradualità; io metterei gli Stati Uniti al primo posto, la Norvegia al secondo e, via via, tutti gli altri. Noi stiamo producendo greggio in sette-otto paesi e stiamo diversificando il rischio, perché negli ultimi tempi abbiamo cercato di portare gli investimenti di ricerca petrolifera più nel Mare del Nord, in Norvegia, nel Regno Unito e negli Stati Uniti, perchè vogliamo riequilibrare una situazione che, oggi, è in qualche modo abbastanza rischiosa; infatti, gran parte del nostro greggio è in paesi come la Libia, l'Egitto, l'Angola, il Congo e così via, cioè in paesi africani. Vogliamo cercare di diversificare il rischio nel tempo, in modo da disporre di greggio *equity* anche al di fuori dell'area africana.

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. Qualcuno potrebbe obiettare che i greggi *equity* esteri non offrono alcuna garanzia da un punto di vista di sicurezza e disponibilità. Il discorso non è lo stesso grado di insicurezza che vi può essere in un contratto di approvvigionamento; in un contratto di approvvigionamento, una semplice o anche una forte divergenza di valutazioni di natura economica e commerciale nella transazione può determinare interruzioni. Nella disponibilità del greggio chiamata *equity*, impedire ad un concessionario la sua quota di esportazione è un fatto molto più grave e anche nei momenti di maggior crisi, come lei ricorderà, non è mai avvenuto.

GIANLUIGI MELEGA. Nel 1967 ad Israele.

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. Sì, ma anche in quel momento noi importavamo greggio dall'Iran, ne avevamo molto poco. Non c'è ancora esempio storico di questa non disponibilità di greggio, anche in momenti di crisi di prezzo, cosa che invece vi è stata sul discorso dei contratti.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Per quanto riguarda il carbone, abbiamo dei progetti in Italia, onorevole Melega. Abbiamo fatto il progetto carbosulcis, sulla base di un'analisi economica costi-benefici privati e costi-benefici sociali. Abbiamo indicato qual era la differenza, in termini di economicità, che consentiva ad un progetto che, dal punto di vista privato, non era da noi sostenibile, di diventare un progetto realizzabile.

GIANLUIGI MELEGA. Come per l'Algeria.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Proprio per l'Algeria, abbiamo indicato in 500 miliardi in cinque anni il contributo da sostenere per consentire la produzione di questo carbone per 25 anni e con 2.500 posti di lavoro. Naturalmente, dal punto di vista sociale, bisogna confrontare i costi di mantenimento delle miniere di zinco e piombo, una certa disoccupazione nell'area di questi anni, costi molto più elevati di quelli che sono i costi di sussidio a questo investimento. Bisogna, tra l'altro, tenere presente che in tutta Europa si sussidia la produzione di carbone; se si confronta il sussidio per tonnellata di carbone sardo con quelli in Francia, in Germania, in Belgio e in Olanda, il costo in Italia è ancora molto più basso. Non sono venuto qui per parlare del progetto Sulcis; se la collettività desidera fare questo investimento, noi ubbidiremo. Per quanto riguarda progetti come quello Jemma, ne ho sentito parlare; ma noi, come ENI, non possiamo assolutamente pronunciarci.

Cosa stiamo facendo nel campo delle energie alternative? Abbiamo investito 50 miliardi nella PRAGMA, che sono sostanzialmente energie rinnovabili fotovoltaiche. Cinquanta miliardi rappresentano una cifra molto grossa, in quanto si tratta di investimenti di ricerca.

GIANLUIGI MELEGA. Qual è la percentuale nei vostri investimenti di ricerca?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Come gruppo, quest'anno abbiamo in pro-

gramma di impiegare 400 miliardi in investimenti di ricerca; si tratta di investimenti consolidati. Il fotovoltaico però è ancora un settore assolutamente non economico e si prevede di raggiungere economicità, se tutto va bene, tra 15-20 anni. Si tratta, comunque, di una produzione che sarà limitata ad alcuni usi particolari, quindi il contributo che potrà dare sarà molto, molto limitato, l'ordine di grandezza è dell'unità del punto sul totale del consumo.

Per quanto riguarda le biomasse, stiamo facendo gli stessi investimenti. Sostengo insieme con alcuni, fra cui l'ingegner Calogero, che dobbiamo fare questi investimenti, anche se sono stati considerati non in modo positivo da alcune componenti interne ed esterne all'ENI. Abbiamo avuto anche osservazioni critiche dal Ministero delle partecipazioni statali, perché sembra che questi investimenti molto grossi, con ritorni nel lungo periodo, siano ingiustificati. Ritengo che sia nei nostri scopi istituzionali quello di promuovere investimenti di ricerca anche con risultati di medio e lungo periodo, naturalmente *cum grano salis*, perché possiamo dedicare delle risorse importanti, ma non possiamo fare delle cose elefantiache, diverse da quelle che fa il mercato.

Per la geotermia investiamo circa 20 miliardi l'anno. Il programma va avanti in collaborazione con l'ENEL.

GIANLUIGI MELEGA. Rientrano nei 50 miliardi ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. I 50 miliardi sono solo per il fotovoltaico; non si tratta dell'investimento per l'anno, ma dell'investimento fatto fino al 1° gennaio 1985, e cioè il totale dell'investimento. Poi facciamo investimenti modesti nel settore solare ed eolico.

Per quanto riguarda le iniziative nel campo ecologico (così le ha definite l'onorevole Melega), intendiamo diventare un gruppo *leader* nella produzione dei cosiddetti ossigenati additivi alla benzina per sostituire il piombo. Ci stiamo muovendo molto rapidamente in questo campo. Abbiamo sviluppato tecnologie per produrre il MTBE e (di questo sono particolarmente fiero) sottoscritto una *joint-venture* in Arabia Saudita per produrre 500 mila tonnellate di MTBE che potrà sostituire benzine con piombo. Siamo una quota in minoranza, ma comunque è molto importante, perché è la prima *joint-venture* che l'Italia fa in Arabia Saudita. Stiamo sviluppando un processo assolutamente originale per produrre il MAS, che è un metanolo più alcoli superiori, un altro additivo alla benzina che sostiturà il piombo. Sono stato recentemente in Venezuela per proporre ai venezuelani un progetto d'investimento. Bisogna andare nei paesi dove il gas metano costa molto poco per poter valorizzare queste tecnologie e produrre un prodotto competitivo. Paesi come il Venezuela, che non possono esportare gas metano, possono avere un interesse ad esportarlo nella forma liquida. Vogliamo diventare *leaders* in questi prodotti in tutto il mondo. C'è anche un gruppo di lavoro promosso dall'ENI e dal Ministero dell'agricoltura per vedere l'utilizzazione dell'alcol etilico, di quella che si chiama la « benzina verde », e cioè della produzione di etanolo da *surplus* agricoli. Tutte queste cose avranno un seguito nei prossimi anni a mano a mano che entrerà in funzione la legge comunitara di riduzione del piombo nella benzina.

Alla domanda posta dall'onorevole Bianchini sul costo medio dell'esplorazione e della sviluppo petrolifero all'estero mi sembra che abbia risposto il dottor Baldassarri.

GIOVANNI CARLO BIANCHINI. Sono d'accordo con il dottor Baldassarri ma, considerando il volume degli investimenti all'estero, se si dovesse fare la redditività per le produzioni e per la differenza di prezzo che si guadagna, siccome siete interessati a dimostrare che questa è la strada strategica, sarebbe molto interessante sapere che cosa significa investire cento oggi e quello che si ricava.

GIOVANNI BALDASSARRI, *Amministratore delegato dell'AGIP*. Risponderemo per iscritto.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Per il carbone ho già risposto. Il costo per gli investimenti dipende dai ricavi. Se i ricavi sono quelli del mercato *spot*, non credo che vi sia una iniziativa mineraria che potrebbe essere realizzata. Se i contratti giustificano un rendimento del capitale, si potrà cominciare a fare gli investimenti: dicono che i primi da fare e i più economici sono quelli nell'Africa del Sud.

Si è chiesto quali strumenti vi sono per ottenere il mantenimento di produttori integrati. Secondo me, questo è un tema di grande importanza che nel PEN non è assolutamente affrontato. Se tutti siamo d'accordo, e credo che lo dobbiamo essere, che è nostro interesse che le imprese petrolifere del nostro paese siano integrate, siano cioè imprese che hanno il greggio e lo lavorano, e quindi vendano i prodotti, dobbiamo cercare di ottenere l'obiettivo che si mantengano le imprese integrate esistenti. La prima cosa da fare, a mio giudizio, è rimuovere quella che si chiama la « penalizzazione Italia ». Cioè, nel nostro paese esistono due o tre vincoli legislativi e amministrativi che rendono più elevata la perdita per barile rispetto a quella negli altri paesi europei dove pure si perde. Mi riferisco ai diversi livelli delle scorte. Vi sono una serie di elementi negativi che, tra l'altro, abbiamo riassunto in una memoria che possiamo mettere a disposizione delle Commissioni. Questo non consente di risolvere il problema, ma di attenuarlo. Ho cercato negli incontri con i *chairmen* delle compagnie multinazionali che agiscono in Italia di persuaderli a rimanere nel nostro paese. Ogni volta che vedo che una compagnia multinazionale lascia l'Italia sento aumentare le mie preoccupazioni. Questi mi hanno risposto che perdevano in Europa e anche in Italia, ma non ammettevano che nel nostro paese vi fossero delle penalizzazioni rispetto a quelle in Europa. Questo può aiutarli a rimanere. La Chevron è stata l'ultima a lasciare l'Italia. Un anno e mezzo fa avevo parlato di questo con il *chairman* a San Francisco, il quale mi disse che, se si fossero ridotte queste due o tre penalizzazioni nel nostro paese, sarebbero rimasti. Non è successo nulla, nonostante le promesse, e così hanno lasciato l'Italia a favore di un operatore, la Tamoil, che non dispone di greggio e che ha una quota consistente nel mercato italiano.

Il presidente Citaristi mi ha fatto delle domande molto incisive. La prima riguarda il decreto-legge sulle scorte. Vorrei chiedere a Del Conte di rispondere, perché non sono in grado di farlo.

PIERFRANCESCO DEL CONTE, *Direttore del servizio programmazione centralizzata e analisi di controllo dell'AGIP-Petroli*. L'attuale metodologia penalizza i raffinatori a favore degli importatori. La proposta di commisurare le scorte d'obbligo alle immissioni su alcuni consumi sul mercato nazionale dell'anno precedente la riteniamo estremamente valida. Noi stessi l'avevamo proposto circa un anno fa. Anche la costituzione di un'agenzia che gestisca le scorte d'obbligo era una proposta formulata tempi addietro. Se questa fosse accolta, ci troverebbe favorevoli.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Devo ancora rispondere agli onorevoli Nebbia e Crivellini. L'onorevole Nebbia ci ha chiesto se nella chiusura delle raffinerie si tiene conto dei costi ambientali. Per onestà, devo rispondere di no, perché i costi ambientali, a parte che sono di difficile commisurazione, nell'attuale assetto non sono dei costi per l'operatore che decide quindi sulla base dei costi e dei ricavi privatisticamente. A suo tempo mi occupai di studiare un sistema che facesse pagare determinati costi a chi inquina; purtroppo questa idea non è stata recepita.

Per quanto riguarda la produzione della benzina, mi è stato chiesto se si programmano meno piombo e meno aromatici. A proposito del piombo, stiamo

tentando di divenire *leaders* nella produzione di ossigenati; mentre a proposito degli aromatici non ho risposte precise da fornire.

PIERFRANCESCO DEL CONTE, *Direttore del servizio programmazione centralizzata e analisi di controllo dell'AGIP-Petroli.* Cerchiamo di contenere le quantità di aromatici nelle benzine per mantenere il livello degli ottani previsti con l'uso di ossigenati.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI.* A proposito del metano, l'onorevole Nebbia ha chiesto se esistano obblighi contrattuali di ritiro minimo. Prevediamo certamente clausole di flessibilità di ritiro minimo, purché siano programmate in relazione ad una prudente stima della quantità di metano che verrà consumato nel paese nei prossimi 25 anni. Siamo tranquilli sotto questo aspetto, perché l'impegno minimo non ci permette di importare quantità che possano andare a danno della produzione nazionale. Da parte nostra, intendiamo mantenere tale livello perché riteniamo che un rapporto riserva-produzione per 15 anni sia adeguato. Il nostro obiettivo è di produrre ogni anno una quantità di metano leggermente superiore, mantenendo il rapporto riserva-produzione attorno ai 15 anni.

Se poi (auspico che ciò avvenga) i consumi di metano saranno maggiori di quelli potenziali da noi previsti (perché, ad esempio, il ciclo economico è più alto o per la presenza di un tasso di sviluppo del reddito più elevato), avendo noi contratti con impegni minimi – perché stiamo ritirando al minimo sia il gas algerino, sia quello sovietico e quello olandese – disporremo di maggiori quantità.

Dal punto di vista della definizione dei contratti di lungo periodo, abbiamo stabilizzato una situazione in termini positivi per il paese per i prossimi 25 anni per le condizioni e di prezzo e di quantità.

Circa l'impegno di ricerca nel settore del carbone, stiamo investendo, anzi abbiamo già investito, risorse in questo campo. Ritengo che noi dobbiamo diventare *leaders* perché, tra l'altro, questi impianti sono fatti dalla SNAM-Progetti. Oggi, dunque, siamo uno dei due gruppi al mondo in grado di proporre un sistema di trasporti *coal-water.* Infatti, il contratto che stiamo per firmare con l'Unione Sovietica, che è pilota, prevede appunto il trasporto del carbone in acqua ad una temperatura di 70 gradi centigradi sotto zero. Se non sbaglio, nella miscela è presente il 30 per cento di acqua e ciò le consente di essere bruciata nelle centrali direttamente.

L'Unione Sovietica ha un programma, disponendo di immensi giacimenti di carbone in Siberia, che prevede il trasporto di questo carbone via *pipe* fino ad un gruppo di sei o sette enormi centrali elettriche che pensano di costruire. In tal modo sostituiranno il carbone al gas che loro esportano.

Se riusciamo in questo investimento assolutamente innovativo, potremo procedere alla costruzione di altre *pipes* per servire quel gruppo di grandi centrali che si troveranno a circa 3 mila chilometri a sud dei giacimenti minerari.

Questo sistema di trasporto si venderà in tutto il mondo, anche perché il più grosso problema che si incontra nel trasporto del carbone è quello dell'inquinamento. Consideriamo questo settore di ricerca prioritario del gruppo. Naturalmente tutti al mondo fanno ricerca in questo campo ed io ritengo che il carbone potrà diventare una fonte molto più appetita di altre. Non dimentichiamo, inoltre, che abbiamo riserve di carbone per centinaia d'anni, se si potranno ridurre sostanzialmente i costi esterni che oggi incidono notevolmente. I costi interni sono l'inquinamento che deriva dal trasporto, le ceneri ed altri ancora.

Abbiamo studiato già la possibilità di liquefazione; purtroppo dai risultati delle analisi si può stabilire che non è economica l'utilizzazione del carbone del Sulcis. È possibile, però, che in futuro nuove tecniche vengano sviluppate e forse si potranno superare gli ostacoli che oggi si incontrano.

Per quanto concerne i criteri e le modalità della raffinazione, credo di avere già risposto in maniera indiretta. Per la

composizione dei costi per il settore nucleare, vi è una tabella allegata alla documentazione che ho portato con me. In essa è indicato il costo di produzione del chilowattora al 1° gennaio 1984: per gli idrocarburi 81 lire, per il carbone 57, per il nucleare 42. Nelle 42 lire del nucleare sono comprese le varie componenti, gli oneri di centrale (22 lire), gli ammortamenti e la manutenzione, che sarebbero pari a 6 lire il costo del combustibile e pari a 14 lire di cui 12 come componente valutaria. Quindi la parte predominante è quella del capitale.

GIANLUIGI MELEGA. Quale credibilità attribuisce a questa tabella ?

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Io non la controfirmo, ho detto che è la tabella disponibile. Questa domanda può essere fatta al presidente dell'ENEL. Ho detto che i dati a disposizione danno questi valori.

GIANLUIGI MELEGA. Al presidente dell'ENI domando se accetta questa tabella o se la cita per comodità.

FRANCO REVIGLIO, *Presidente dell'ENI*. Condivido il fatto che l'energia da carbone nucleare costi di meno.

PRESIDENTE. Ringrazio gli intervenuti per le notizie forniteci che ci serviranno, per altro, per la stesura del documento finale.

La seduta termina alle 14,30.